

Наука — виробництву

УДК 621.791:621.643.1/.2

РЕМОНТ ДЕФЕКТА УТОНЕНИЯ СТЕНКИ ТРУБЫ С ПОЗИЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ СВАРОЧНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

О.И. Олейник

Институт электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины; 03680, г. Киев, ул. Боженко, 11,
тел. (044) 2004779, e-mail: office@paton.kiev.ua

Розроблено розрахункову методику визначення критичних лінійних розмірів стоншення стінки труби магістрального газопроводу в повздовжньому та кільцевому напрямках. На підставі отриманих розрахункових результатів побудовано діаграми критичних лінійних розмірів дефектів, які дають змогу визначити максимально допустимий рівень тиску в газопроводі для гарантованого забезпечення умов безпечного виконання ремонтних робіт з використанням дугового зварювання. З точки зору збереження режиму експлуатації газопроводу на час ремонту запропоновано нову техніку заварювання дефекту.

Ключові слова: магістральний газопровід, ремонт, дугове зварювання, стоншення стінки труби, безпека.

Разработана расчетная методика определения критических линейных размеров утонения стенки трубы магистрального газопровода в продольном и окружном направлениях. На основании полученных расчетных результатов построены диаграммы критических линейных размеров дефектов, которые позволяют определить максимально допустимый уровень давления в газопроводе для гарантированного обеспечения условий безопасного выполнения ремонтных работ с применением дуговой сварки. С точки зрения сохранения режима эксплуатации газопровода на время ремонта предложена новая техника заварки дефекта.

Ключевые слова: магистральный газопровод, ремонт, дуговая сварка, утонение стенки трубы, безопасность.

Computational methods for determining the critical linear dimensions of reduction in pipe wall thickness of the main gas pipeline in the longitudinal and circumferential directions were developed. The diagrams for critical linear dimensions of the defects, which allow to determine the maximum allowable pressure level in the pipeline to ensure safe conditions for repair operations with the help of arc welding, were built on the basis of the obtained computational results. In order to maintain the gas pipeline operation mode repair operations, a new technique for the defect welding was suggested.

Key words: main gas pipeline, repair operation, arc welding, pipe wall thickness reduction, safety.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Наиболее распространенными дефектами линейной части магистральных газопроводов являются коррозионно-механические повреждения, которые характеризуются потерей металла и утонением стенки трубы. С практической и экономической точек зрения рациональным является ремонт этих дефектов с применением дуговых способов сварки в условиях действующего газопровода, находящегося под внутренним давлением. Основными методами ремонта являются: заварка утонений; усиление дефектных стенок труб сварными бандажами либо муфтами различных конструкций [1-9]. Учитывая, что по разным оценкам утонения составляют более 50% от общего количества

[10], заварка, во многих случаях, выглядит привлекательным методом ремонта. При заварке обеспечивается оперативность устранения дефекта и снижение стоимости самого ремонта, поскольку не требуется использование дополнительных материалов. Особенно актуален такой метод ремонта на участках трубопроводов с изгибами, прогибами, взаимным смещением труб вдоль продольной оси, в труднодоступных местах, а также при изменении проходного диаметра – в таких случаях установка муфт и бандажей затруднена или практически невозможна. Однако при всех достоинствах сварочных технологий имеются ряд проблем, с которыми практически всегда сталкиваются при проведении ремонтных работ.

Одна из основных проблем связана с безопасностью выполнения работ – риском разрушения стенки трубы вследствие локального разогрева и разупрочнения материала трубы в процессе сварки при воздействии внутреннего давления [1, 3, 6, 8, 11, 12]. Понятно, что наибольшую опасность вызывает выполнение дуговой сварки при заварке утонений стенок труб, поскольку в местах их расположения остаточная толщина стенки меньше номинальной [1, 7]. Резерв в обеспечении безопасных условий сварочных работ состоит в снижении давления в магистрали на момент выполнения ремонта, при котором существенно не изменяется режим эксплуатации газопровода. В связи с этим существует необходимость в проведении расчетных оценок, которые обосновывали бы максимально допустимую величину давления в магистрали с учетом технологических воздействий на дефект, таких как зачистка поверхности от продуктов коррозии либо сварочный нагрев, при которых изменяются его начальные габаритные размеры.

АНАЛИЗ ПОСЛЕДНИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПУБЛИКАЦИЙ

Вопросу определения допускаемого внутреннего давления в трубопроводе посвящено большое количество экспериментально-теоретических работ, в которых изучено влияние таких факторов, как толщина стенки трубы, уровень внутреннего давления, величина погонной энергии сварки, температура предварительного подогрева на риск разрушения стенки трубы. Например, в работах [6, 7, 13] определены условия безопасности, которые заключаются в том, что максимальное внутреннее давление должно быть не более 6,7 МПа с остаточной толщиной стенки трубы не менее 3,2 мм, при этом тепловложение первых проходов должно быть не более 0,51 кДж/мм. В работах [12, 14, 15] показано, что прожог стенки трубы не происходит при условии, что температура на внутренней поверхности стенки трубы не превышает 982 °С. При оценке влияния предварительного подогрева в работах [14, 16] отмечено, что подогрев не оказывает существенного влияния на вероятность разрушения стенки трубы. Для случаев ремонта действующего газопровода сварными муфтами, которые привариваются к стенке трубы кольцевыми швами, в [17] допускаемое давление рассчитывается исходя из глубины дефекта либо глубины зоны потери прочности металла в месте сварки.

В исследованиях [18, 19] для различных параметров дуговой сварки, трубопровода, скорости транспортирования газа установлены критические уровни давления, ниже которых разрушение по механизму пластической неустойчивости стенки трубы от воздействия внутреннего давления не реализуется при заварке язвенных дефектов. Расчетным путем установлено, что остаточная толщина стенки трубы должна быть не менее 6 мм. Действующими в Украине нормативно-техническими докумен-

тами [20, 21], регламентируется выполнение ремонтов коррозионно-механических повреждений заваркой на трубопроводе под давлением. Нормы устанавливают правила ремонта как небольших по протяженности утонений стенок труб – длиной до 80 мм вдоль образующей, так и обширных коррозионных повреждений (площадь до 30000 мм²). Для последнего случая указано, что допускаемое давление в магистрали не должно превышать 70% от рабочего. Такое требование не учитывает реальные габаритные размеры дефектов, которые и определяют риск разрушения стенки трубы при выполнении заварки на действующем магистральном газопроводе.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ – разработка расчетной методики по определению безопасных условий выполнения сварки на газопроводе под давлением и изыскание резервов технологии сварки, позволяющих существенно не менять режим работы магистрали при ремонте заваркой обширных по площади и протяженности утонений стенки трубы.

ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА

Пусть утонение стенки трубы характеризуется начальными габаритными размерами $S_0 \times C_0 \times a_{\max}$, где S_0 , C_0 – размеры в осевом и окружном направлениях, a_{\max} – максимальная глубина дефекта (рис. 1).

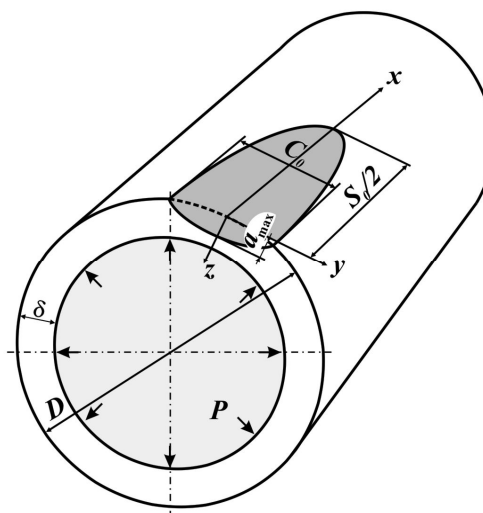


Рисунок 1 – Схема утонения стенки трубы

Для оценки степени допустимости дефекта используем зависимости [19], полученные после обработки расчетной методики [22] по оценке утонения стенки в оболочке, нагруженной внутренним давлением P . В соответствии с [19, 22] допустимость утонения на поверхности трубы, определяется параметром R_j :

$$R_j = \frac{\delta_{\min} - \omega}{[\delta_p]}, \quad (j=S, C), \quad (1)$$

где $\delta_{\min} = \delta - a_{\max}$ – минимальная остаточная толщина стенки трубы в зоне дефекта;

δ – толщина стенки трубы;
 ω – прогнозируемое уменьшение толщины стенки трубы вследствие коррозии металла;
 $[\delta_p]$ – минимально допустимая толщина стенки трубы без дефекта, определяемая расчетным путем.

Условие допустимости $Y(t)$ утонения с размерами $S(t)$, $C(t)$, $a(t)$ на данный момент времени t можно представить в виде:

$$Y(t) = \delta - a(t) - [\delta_p] R_j \geq 0. \quad (2)$$

Для определения величины R_j ($j=S, C$) в [М] предложены следующие расчетные зависимости:

$$R_S = \begin{cases} 0,2, \text{ при } \lambda \leq 0,3475 \\ \left(0,9 - \frac{0,9}{\sqrt{1+0,48\lambda^2}} \right) \left(1,0 - \frac{0,9}{\sqrt{1+0,48\lambda^2}} \right)^{-1}, & \text{при } \lambda > 0,3475; \end{cases}$$

$$R_C = \begin{cases} 0,2, \text{ при } \frac{C_0}{D} \leq 0,348 \\ \frac{-0,7358 + 10,511 \left(\frac{C_0}{D} \right)^2}{1,0 + 13,838 \left(\frac{C_0}{D} \right)^2}, & \text{при } \frac{C_0}{D} > 0,348. \end{cases} \quad (3)$$

Видно, что для нахождения параметра R_C достаточно определить соотношение $\frac{C_0}{D}$, что не вызывает особых сложностей. Для определения параметра R_S необходимо рассчитать величину $\lambda = \frac{1,285}{\sqrt{D[\delta_p]}} S_0$, что требует знания $[\delta_p]$.

Минимально допустимая толщина стенки трубы рассчитывается в соответствии с нормами проектирования магистральных трубопроводов [23]. Касательно магистральных газопроводов, на наш взгляд, целесообразно использовать расчетные процедуры, изложенные в [24]. Тогда минимально допустимая толщина стенки трубы для сталей с соотношением $\sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$ определяется в соответствии с уравнением:

$$[\delta_p] = \frac{P_P \cdot D}{2 \cdot k_T \cdot f_T \cdot \sigma_T}, \quad (4)$$

где P_P – расчетное давление в трубе;
 D – внешний диаметр трубы;
 k_T – коэффициент, который зависит от соотношения σ_T/σ_B ;
 f_T – расчетный коэффициент по пределу текучести σ_T материала;
 σ_B – предел прочности материала.

Значение P_P вычисляется по формуле $P_P = 1,1P$, где P – рабочее давление в магистральной.

Для сталей с соотношением $\sigma_T/\sigma_B > 0,8$ величина $[\delta_p]$ определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести либо предела прочности: $[\delta_p] = \max \{ \delta_T; \delta_B \}$. В этом случае толщина стенки, которая определяется через σ_T , рассчитывается по формуле:

$$[\delta_T] = \frac{P_P \cdot D}{2 \cdot f_T \cdot \sigma_T}, \quad (5)$$

а толщина стенки, которая определяется через σ_B , рассчитывается по формуле:

$$[\delta_B] = \frac{P_P \cdot D}{2 \cdot f_B \cdot \sigma_B}, \quad (6)$$

где f_B – расчетный коэффициент по границе прочности σ_B материала.

Значения расчетных коэффициентов f_T и f_B для формул (4), (5), (6) принимают в зависимости от категории участка магистрального газопровода, на котором выполняется ремонт, в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Значения коэффициентов f_T и f_B

Категория участка газопровода	Расчетные коэффициенты	
	f_T	f_B
III - IV	0,72	0,63
I - II	0,60	0,52
Высшая	0,50	0,43

Расчетный коэффициент k_T в формуле (4) определяют исходя из следующих условий:

- $\sigma_T/\sigma_B \leq 0,6$ – таблица 2;
- $0,6 < \sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$ – по формуле

$$k_T = a' - b' \frac{\sigma_T}{\sigma_B},$$

где значение коэффициентов a' , b' принимают также в зависимости от категории участка магистрального газопровода (таблица 2).

Таблица 2 – Значения коэффициентов k_T , a' и b'

Категория участка газопровода	$\sigma_T/\sigma_B \leq 0,6$	$0,6 < \sigma_T/\sigma_B \leq 0,8$	
	k_T	a'	b'
III - IV	1,250	2,000	1,250
I - II	1,333	2,333	1,667
Высшая	1,400	2,600	2,000

Анализ (4), (5), (6) показывает, что при прочих равных условиях, $[\delta_p]$ определяется величиной P , которая зависит от режима эксплуатации магистрального газопровода. Следовательно, при известных значениях давления P и размеров S_0 , C_0 , a_{\max} можно сделать заключение о допустимости дефекта на момент оценки в соответствии с условием (2).

В практике ремонтных работ существует необходимость в решении обратной задачи, т.е. в установлении допускаемого давления $[P] \leq P$, при котором возможно выполнить ремонт не выводя дефект из зоны допустимости ($Y \geq 0$).

При этом необходимо спрогнозировать и учесть увеличение габаритных размеров утонения S_0 , C_0 , a_{\max} вследствие механической зачистки поверхности дефектов от продуктов коррозии, особенно максимальной глубины, которая может дополнительно возрасти.

При принятии решения о ремонте утонения заваркой будем считать, что $\omega=0$, и тогда параметр R_j можно записать в виде:

$$R_j = \frac{\delta - a_{\max}}{[\delta_p]} \quad (j=S, C). \quad (7)$$

В случае изменения величины давления P для условия $a_{\max}=\text{const}$ будут получены новые расчетные значения $[\delta_p]$ и R_j . Соответственно через параметр R_j можно определить S_0 , C_0 при различных значениях $[\delta_p]=f(P)$. Для этого выполним обратное преобразование зависимостей $R_S=f(\lambda)$ в (3) и для $\lambda(R_S)$ получим [25]:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \lambda(R_S) = 1,4434 \times \left[0,81 \left(\frac{R_S - 1}{R_S - 0,9} \right)^2 - 1 \right]^{0,5} & \text{при } R_S > 0,2 ; \\ \lambda(R_S) = 0,3475 & \text{при } R_S \leq 0,2 . \end{array} \right. \quad (8)$$

Тогда из системы (3) получим:

$$\left\{ \begin{array}{ll} S_{\text{кр.}}(R_S) = \lambda(R_S) \frac{\sqrt{D[\delta_p]}}{1,285} \\ C_{\text{кр.}}(R_C) = D \left[\frac{R_C + 0,73589}{10,511 - 13,838 R_C} \right]^{0,5} & \text{при } R_C > 0,2 ; \\ C_{\text{кр.}}(R_C) = 0,348 D & \text{при } R_C \leq 0,2 , \end{array} \right. \quad (9)$$

где D – наружный диаметр трубы;

$S_{\text{кр}}$ и $C_{\text{кр}}$ – критические линейные размеры утонения стенки трубы для заданных R_S и R_C .

Сравнение непосредственно измеренных размеров S_0 , C_0 с критическими $S_{\text{кр}}$, $C_{\text{кр}}$ позволяет определить такое $[P]$, при котором выполняется (2) и это обеспечивается условием:

$$S_0 \leq S_{\text{кр.}} , C_0 \leq C_{\text{кр.}} \text{ при } a = \text{const}. \quad (10)$$

Рассмотрим определение критических размеров дефектов утонения стенки детальнее на примере прямошовной трубы из стали класса прочности X70 с нормативными механическими характеристиками $\sigma_T=441$ МПа, $\sigma_B=589$ МПа, диаметр $D=1420$ мм. Задавая ряд значений $\delta_{\min}=\delta-a_{\max}$, получаем соответствующий ряд значений $R_S=R_C$ для $P=7,4$ МПа, $0,9P=6,66$ МПа, $0,8P=5,92$ МПа, $0,7P=5,18$ МПа, $0,6P=4,44$ МПа, $0,5P=3,7$ МПа, на основании которых по (8), (9) определяются $S_{\text{кр.}}$ и $C_{\text{кр.}}$. Расчетные данные приведены в таблицах 3, 4 для I-II и III-IV категорий участков газопровода.

Для упрощения пользования полученными зависимостями, целесообразно расчетные данные изложить в графическом виде – как диаграммы критических линейных размеров утонения стенки трубы. Пример таких диаграмм для участка газопровода высшей категории приведен на рис. 2.

Анализ полученных результатов показывает, что при любом уровне давления в газопроводе критический размер $S_{\text{кр.}}$ в 8...10 раз превышает критический размер $S_{\text{кр.}}$ при одинаковом значении δ_{\min} . Поэтому наиболее существенно на риск разрушения стенки трубы влияет критический размер $S_{\text{кр.}}$. Также заметно, что при малых значениях δ_{\min} ($R_S \rightarrow 0,2$) снижения давления в магистральной не приводит к существенному увеличению критического размера $S_{\text{кр.}}$. Иначе говоря, снижение давления почти не уменьшает риск разрушения стенки трубы. В таких случаях следует отказаться от ремонта утонений заваркой и использовать другие методы ремонта.

В качестве примера использования диаграмм рассмотрим заварку утонения эллипсoidalной формы с размерами $S_0=100$ мм ($-50\text{мм} \leq x \leq 50\text{мм}$), $C_0=60$ мм, $a_{\max}=12,5$ мм. Газопровод высшей категории диаметром 1420 мм из стали X70, $\delta=24$ мм. По диаграмме (рис. 2, а) видно, что на участке газопровода с внутренним давлением $P=7,4$ МПа выполняется условие $S_0 \leq S_{\text{кр.}}$. Если принять, что скорость коррозии в глубину стенки трубы составляет $v_{\text{кор.}}=0,5$ мм/год, то в течение одного года условие (10) будет нарушено и дефект станет недопустимым ($Y<0$). Для восстановления выполнения действия условия (10) потребуется снижение рабочего давления в трубопроводе до $0,9P=6,66$ МПа, что нарушит режим эксплуатации магистрального газопровода. В связи с этим целесообразно в течение времени до 6 месяцев провести ремонт утонения заваркой и восстановить толщину стенки трубы до исходного значения δ .

Проведение ремонта традиционным техникой предусматривает наплавку металла, независимо от направления, на участке утонения с максимальной глубиной a_{\max} (рис. 3).

Нагревание до высоких температур приводит к резкому снижению прочностных характеристик у той части металла, которая охватывает жидкую сварочную ванну, что дополнительно снижает несущую способность стенки трубы в месте дефекта [3]. С некоторым консерватизмом будем считать, что зона металла, которая потеряла прочность, ограничивается изотермой 1000 °С. Также примем, что она проникает на глубину $\xi=3$ мм при ширине наплавленного валика $B \approx 10$ мм. Тогда условно глубина дефекта дополнительно увеличивается на величину ξ в зоне теплового влияния сварочной дуги ($a_{\text{усл.}}=a_{\max}+\xi$), а условная остаточная толщина стенки трубы составит – $\delta_{\text{усл.}}=\delta-a_{\max}-\xi=8,5$ мм.

Поскольку $\delta_{\text{усл.}} < \delta_{\min}$, для обеспечения выполнения условия (10) по диаграмме (рис. 2, а) потребуется снижение давления в магистральной до значения менее $0,7P$, что приведет к нару-

Таблица 3 – Значения $S_{кр.}$, $C_{кр.}$ (Категория участка газопровода – I-II)

δ_{min} , мм		4,02	6,04	8,05	10,06	12,08	14,09	16,1	17,1
P , [δ_p] = 20,2 мм	$R_s=R_c$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85
	$S_{кр.}$, мм	45,7	60,8	77,4	97,8	125,9	172,2	284,1	476,2
	$C_{кр.}$, мм	493,6	573,0	678,4	832,9	1104,4	1874,0	∞	∞
0,9P, [δ_p] = 18,2 мм	$R_s=R_c$	0,222	0,332	0,444	0,555	0,666	0,777	-	-
	$S_{кр.}$, мм	46,5	62,6	81,4	106,3	145,5	233,3	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	509,7	604,5	738,7	960,3	1483,1	∞	∞	∞
0,8P, [δ_p] = 16,1 мм	$R_s=R_c$	0,25	0,375	0,5	0,623	0,746	0,871	∞	∞
	$S_{кр.}$, мм	47,5	65,3	87,5	120,8	189,8	745,1	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	530,9	648,7	832,9	1213,2	∞	∞	∞	∞
0,7P, [δ_p] = 14,1 мм	$R_s=R_c$	0,285	0,428	0,569	0,711	0,854	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	49,0	69,2	97,6	152,1	449,3	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	560,4	716,0	1006,2	2160	∞	∞	∞	∞
0,6P, [δ_p] = 12,1 мм	$R_s=R_c$	0,332	0,5	0,665	0,83	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	51,1	75,8	118,8	296,4	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	604,5	832,9	1483,1	∞	∞	∞	∞	∞
0,5P, [δ_p] = 10,1 мм	$R_s=R_c$	0,4	0,6	0,8	-	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	54,7	89,0	200,9	∞	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	678,4	1104,4	∞	∞	∞	∞	∞	∞

Таблица 4 – Значения $S_{кр.}$, $C_{кр.}$ (Категория участка газопровода – III-IV)

δ_{min} , мм		3,42	5,13	6,84	8,55	10,26	11,97	13,68	14,54
P , [δ_p] = 17,0 мм	$R_s=R_c$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85
	$S_{кр.}$, мм	42,1	56,0	71,4	90,2	116,1	158,7	261,9	438,9
	$C_{кр.}$, мм	493,6	573,0	678,4	832,9	1104,4	1874,0	∞	∞
0,9P, [δ_p] = 15,4 мм	$R_s=R_c$	0,222	0,332	0,444	0,555	0,666	0,777	-	-
	$S_{кр.}$, мм	42,8	57,7	75,1	98,0	134,1	215,0	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	509,7	604,5	738,7	960,3	1483,1	∞	∞	∞
0,8P, [δ_p] = 13,7 мм	$R_s=R_c$	0,25	0,375	0,5	0,623	0,746	0,871	∞	∞
	$S_{кр.}$, мм	43,8	60,2	80,6	111,3	175,0	686,8	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	530,9	648,7	832,9	1213,2	∞	∞	∞	∞
0,7P, [δ_p] = 12,0 мм	$R_s=R_c$	0,285	0,428	0,569	0,711	0,854	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	45,1	63,8	90,0	140,2	414,1	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	560,4	716,0	1006,2	2160	∞	∞	∞	∞
0,6P, [δ_p] = 10,3 мм	$R_s=R_c$	0,332	0,5	0,665	0,83	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	47,1	69,8	109,5	273,2	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	604,5	832,9	1483,1	∞	∞	∞	∞	∞
0,5P, [δ_p] = 8,6 мм	$R_s=R_c$	0,4	0,6	0,8	-	-	-	-	-
	$S_{кр.}$, мм	50,4	82,1	185,2	∞	∞	∞	∞	∞
	$C_{кр.}$, мм	678,4	1104,4	∞	∞	∞	∞	∞	∞

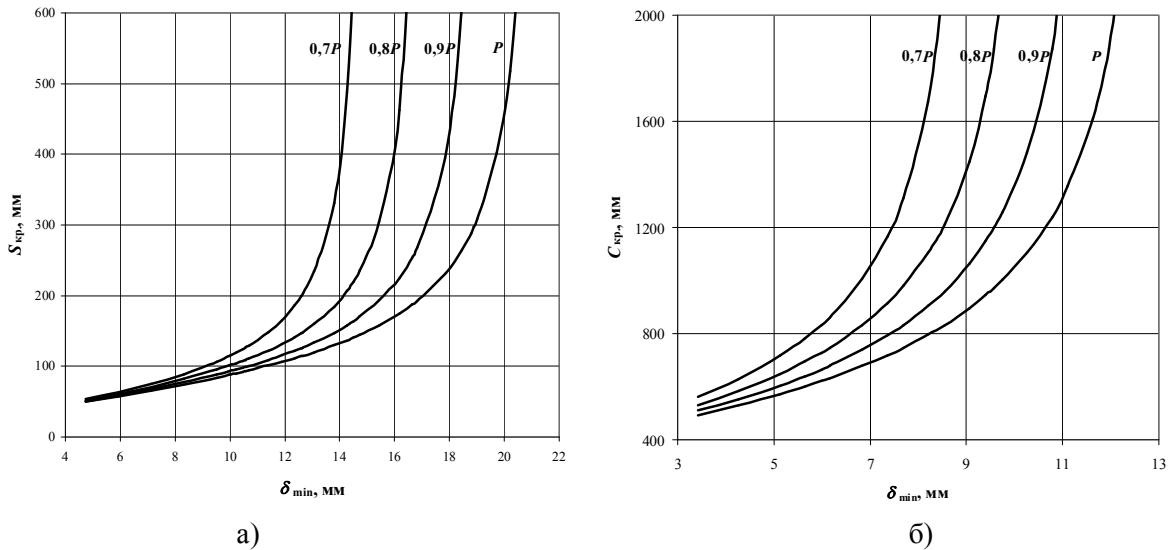
шению режима работы газопровода на время ремонта.

В этой связи вызывает интерес схема ремонта утонения, которая предусматривает заваривание в окружном направлении, начиная с концов дефекта (рис. 4).

Для данного случая обеспечивается выполнение условия: $\delta_{усл.} > \delta_{min} = \delta - a(x) - \zeta$. На каждом следующем шаге наплавка валика выполняется на противоположном конце дефекта. Поскольку при наплавке валика требуется перекрытие с предыдущим смежным на 3 мм, примем ширину $B=7$ мм. Так например, для $S=S_0-B=93$ мм, остаточная толщина δ_{min} должна быть не менее

10,5 мм для рабочего давления $P=7,4$ мм (рис. 3). При этом требование $S_0 \leq S_{кр.}$ сохраняется и необходимость в снижении рабочего давления P отсутствует.

В общем виде при наплавке с противоположных концов получаем изменение длины $S_n = S_0 - nB$, где n - номер прохода. Соответственно для каждого следующего значения длины утонения S_n , зная глубину $a(x)$, где x - координата вдоль оси дефекта n -го прохода, можно рассчитать условную глубину дефекта $a_{усл.} = a(x) + \zeta$. Тогда определяется условная остаточная толщина стенки $\delta_{усл.} = \delta - a_{усл.}$, которая сравнивается с допустимой величиной δ_{min} для



а) $S_{кр}$; б) $C_{кр}$.
Рисунок 2 – Диаграмма критических линейных размеров утонений стенки трубы из стали X70 диаметром 1420 мм

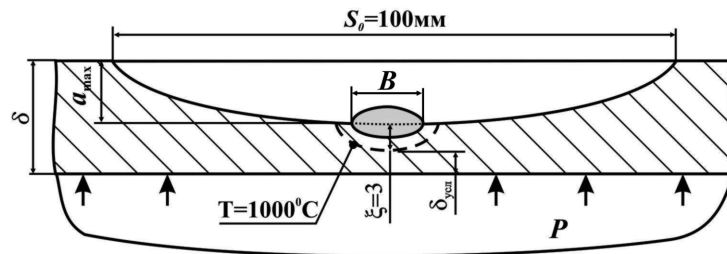
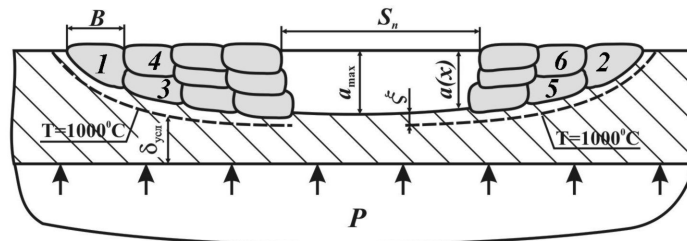


Рисунок 3 – Схема заварки утонения эллипсоидной формы



1, 2, 3 ... - номера проходов n

Рисунок 4 – Схема заварки утонения в кольцевом направлении с концов дефекта

S_n при давлении P . Должно выполняться условие $\delta_{усл.}(S_n) > \delta_{min}(S_n)$. На основании этого сравнения принимается решение о необходимости и степени снижения давления. В таблице 5 для вышеупомянутого примера приведены расчетные величины S_n , x_n , $a_{усл.}(n)$, $\delta_{усл.}$, $\delta_{min}(S_n)$ для $n = 1, 2, \dots$ при различных значениях внутреннего давления в газопроводе.

Для утонения, которое имеет эллипсоидную форму, глубину $a(x)$ можно определить по формуле:

$$a(x) = a_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{2x}{S_0}\right)^2 \left(\frac{2y}{C_0}\right)^2}, \quad (11)$$

где $a_{max} = \delta - \delta_{min}$.

Тогда глубина $a(x)$ по оси x при $y=0$ (рис. 1) рассчитывается по формуле:

$$a(x) = (\delta - \delta_{min}) \sqrt{1 - \left(\frac{2x}{S_0}\right)^2},$$

при $-\frac{S_0}{2} \leq x \leq \frac{S_0}{2}$. (12)

Условная глубина дефекта n -го прохода для примера, рассмотренного выше, будет составлять:

$$a_{усл.}(n) = (\delta - \delta_{min}) \sqrt{1 - \left(\frac{2x_n}{S_0}\right)^2} + \xi =$$

$$= 12,5 \sqrt{1 - \left(\frac{2x_n}{S_0}\right)^2} + 3,0 \text{ [мм]}.$$

Таблица 5 – Расчетные величины для случая заварки утонения эллипсоидной формы

n	S _n , мм	x _n , мм	a _{усл.} (n), мм	δ _{усл.} , мм	δ _{min} (S _n), мм			
					(P=7,4МПа)	(0,9P=6,66МПа)	(0,8P=5,92МПа)	(0,7P=5,18МПа)
1	100	50	3,0	21	11,4	10,8	10,0	9,1
2	93	-50	3,0	21	10,5	9,9	9,3	8,7
3	86	43	9,4	14,6	9,6	9,2	8,7	8,1
4	79	-43	9,4	14,6	8,9	8,5	8,0	7,5
5	72	36	11,7	12,3	8,0	7,6	7,2	6,9
6	65	-36	11,7	12,3	7,0	6,7	6,4	6,1
7	58	29	13,2	10,8	6,0	5,8	5,5	5,2
8	51	-29	13,2	10,8	5,0	<5,0	<5,0	<5,0
9	44	22	14,2	9,8	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
10	37	-22	14,2	9,8	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
11	30	15	14,9	9,1	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
12	23	-15	14,9	9,1	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
13	16	8	15,3	8,7	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0
14	9	-8	15,3	8,7	<5,0	<5,0	<5,0	<5,0

Как видно из полученных расчетных результатов, на каждом проходе n сохраняется выполнение основного условия $\delta_{усл.}(S_n) > \delta_{min}(S_n)$. В общем случае необходимо учитывать два варианта: когда условная глубина дефекта (ограниченная изотермой 1000 °С) меньше максимальной глубины $a_{усл.}(n) < a_{max}$ и наоборот – что может потребовать незначительного снижения давления.

Необходимо также отметить ту особенность, что один и тот же дефект на линейной части магистрального газопровода может быть как недопустимым ($Y < 0$), так и наоборот – допустимым. Это связано с естественным снижением рабочего давления P в магистрали при транспортировке газа от одной компрессорной станции к другой.

ВЫВОДЫ

1. С позиции обеспечения безопасности при ремонте сваркой утонений стенок труб магистральных газопроводов под давлением изучено влияние основных факторов, определяющих риск спонтанного разрушения: линейные размеры дефекта, уровень давления в магистрали, прочностные характеристики металла трубы, глубина проплавления, зона температурного снижения прочности материала в результате сварочного нагрева.

2. Построены диаграммы критических линейных размеров утонений в зависимости от остаточной толщины стенки трубы для уровней внутреннего давления природного газа в магистрали от рабочего P до $0,7P$.

3. В случае крупных дефектов более значимым является их размер в продольном направлении, на основе чего утверждается, что при устранении утонения техника ремонта должна предусматривать заварку дефекта исключительно в окружном направлении так, чтобы обеспечивалось постепенное уменьшение размеров дефекта вдоль образующей трубы.

4. С практической точки зрения изложенный подход имеет преимущество, поскольку позволяет выполнять ремонт утонения заваркой без снижения давления в трубопроводе, что в свою очередь сохраняет режим эксплуатации трубопровода и объемы транспортируемого газа. В том случае, если все же необходимо снизить давление в магистрали, то степень снижения будет меньше, чем это требуется при традиционной технике ремонта.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Бут В.С. Застосування дугового зварювання для ремонту діючих трубопроводів [Текст] / В.С. Бут, Ю.Я. Грецький, В.В. Розгонюк // Нафт. і газ. пром. – 1998. – №6. – С. 44-47.
- 2 Бут В.С. Обґрунтування нового підходу до виконання зварювальних робіт на трубопроводах під тиском [Текст] / В.С. Бут, Ю.Я. Грецький, В.В. Розгонюк // Нафт. і газ. пром. – 2001. – №4. – С.33-39.
- 3 Бут В.С. Присоединение дуговой сваркой отводов к магистральным нефтепроводам под давлением [Текст] / В.С. Бут // Нефтяная промышленность. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – С. 1-92 – (Серия "Транспорт и хранение нефти")
- 4 Долгов И.А. Новые способы ремонта дефектов МГ с применением сварочных технологий [Текст] / И.А. Долгов, С.П. Севостьянов, О.В. Глушенков // Газовая промышленность. – 2006. – №12. – С.28-31.
- 5 Ремонт магистральних трубопроводів під тиском [Текст] / М.В. Беккер, В.С. Бут, Р.М. Говдяк [та ін.] – К.: Кий, 2008. – 239 с.
- 6 Bruce W.A., Mishier H.D., Kiefner J.F. Repair of Pipelines by Direct Deposition of Weld Metal // Project PR-186-9110. Edison Welding Institute. – June 1993.
- 7 Bruce W.A., Swatzel J.F., Dorling D.V. Direct weld deposition Repair of Pipelines Defects // First International Conference – Welding onto

in-service Petroleum Gas and Liquid Pipelines. — Australia. — WTIA. — 2000.

8 Jaske C.E., Hart B.O., Bruce W.A. Updated Pipeline Repair Manual // Project PR-86-0324. Edison Welding Institute. — August 2006.

9 Pipelines — Gas and liquid petroleum: Australian Standard AS 2885 — 1997. — (Национальный стандарт Австралии).

10 Направления развития технологий ремонта магистральных трубопроводов в условиях эксплуатации // Сборник докладов научно-практического семинара [Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта], (11 апреля 2006г., г. Киев, Украина) / НТК ИЭС им. Е.О. Патона - К.: Эко-технология, 2006 — 106 с.

11 Sabapathy P. N. The prediction of burn-through during in-service welding of gas pipelines / P.N. Sabapathy, M.A. Wahab, M.J. Painter// International Journal of Pressure Vessels and Piping. — Volume 77, Issue 11, September 2000. — P. 669-677.

12 Wade J.B. Hot Tapping of Pipelines // Australian Welding Research Association Symposium, paper no. 14 (Melbourne, Australia, 1973).

13 Bruce W. A. Welding onto In-Service Thin-Wall Pipelines, Final Report to PRC International for PR-185-9908, EWI Project No. 41732CAP, Edison Welding Institute, Columbus, OH, July 2000.

14 Cassie B.A. The Welding of Hot Tap Connections to High Pressure Gas Pipelines, J.W. Jones Memorial Lecture (Pipe Line Industries Guild, October 1974).

15 Howden D.G. Welding on Pressurized Pipeline, Loss Prevention, Vol. 9 (New York, NY: American Institute of Chemical Engineers), pp. 8-10.

16 Wade J.B. Hot Tapping of Pipelines, Australian Welding Research Association Report, Snowy Mountains Corporation, 1978.

17 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II. Технология сварки при ремонте промысловых и магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации: СТО Газпром 2-2.3-137-2007 — [Введен в действие 2007-12-14] — ОАО "Газпром" — 2007. — 194 с. — (Стандарт организации).

18 Математическое моделирование язвенных дефектов в действующих нефте- и газопроводах и разработка численного метода оценки допустимых режимов дуговой заварки таких дефектов [Текст] / В.И. Махненко, В.С. Бут, Е.А. Великоиваненко [и др.] // Автоматическая сварка. — 2001. — №11. — С.3-10.

19 Махненко В.И. Ресурс безопасной эксплуатации сварных соединений и узлов современных конструкций [Текст] / В.И. Махненко. — К.: Наук. думка, 2006. — 618 с.

20 Магістральні газопроводи. Ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації: ГБН В.3.1-00013741-12:2011. — [Введений в дію 2011-09-06]. — К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. — 2011. — 152 с. — (Галузеві будівельні норми України).

21 Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок: ВБН В.3.1-00013741-07:2007. — [Введений в дію 2007-01-01]. — К.: Міністерство палива та енергетики України. — 2007. — 110 с. — (Відомчі будівельні норми України).

22 API Recommended Practice 579. Fitness-for-Service. API Publishing Services. First edition. — January 2000. — 625 p. — (Практические рекомендации).

23 Магистральные трубопроводы: СНиП 2.05.06-85 — [Введен в действие 1986-01-01] — Госстрой СССР — 1985. — 64 с. — (Строительные нормы и правила).

24 Магистральные газопроводы: СТО Газпром 2-2.1-249-2008 — [Введен в действие 2008-04-26] — ОАО "Газпром" — 2008. — 239 с. — (Стандарт организации).

25 Оптимальное снижение рабочего давления в трубопроводе при ремонте наплавкой утонения [Текст] / В.И. Махненко, В.С. Бут, С.С. Козлитина, Л.И. Дзюбак, О.И. Олейник // Автоматическая сварка. — 2010. — №10. — С. 10-13.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.15*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Рубаковим А.А.
(Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона
НАН України, м. Київ)*